

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Электроэнергетика»

_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия

«__» _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Реконструкция подстанции 110/6 кВ «Северная» Пермэнерго
тема

Руководитель _____ доцент каф. ЭЭ, к.т.н. А. Н. Туликов
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ С. Ю. Чепсараков
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ И. А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2018

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа на тему «Реконструкция подстанции «Северная» 110/6 кВ Пермэнерго» содержит пояснительную записку, состоящую из 60 страниц, и графический материал на листах формата А1 в количестве 3 листов. Пояснительная записка содержит 22 таблиц и 13 рисунка, список использованных источников из 28 наименований.

Замена трансформаторов силовых трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА.

Объект реконструкции - подстанция «Северная» 110/6 кВ Пермэнерго.

Цель реконструкции: «Реконструкция подстанции 110/6 кВ «Северная» Пермэнерго

Задача реконструкции:

- 1 Основные направления реконструкции и технического перевооружения подстанций; понятие, особенности и типовые схемы подстанций; перспективные типы электрооборудования для подстанций
- 2 Обоснование необходимости реконструкции ПС Северная
- 3 Расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования
- 4 Расчет релейной защиты трансформатора

В выпускной квалификационной работе предлагается провести реконструкцию подстанции «Северная». При этом проведены следующие расчеты: расчет электрических нагрузок; выбор мощности и типа трансформаторов; расчет токов короткого замыкания; выбор высоковольтного оборудования; предложены мероприятия по снижению потерь электроэнергии, и ее рациональному использованию; расчет затрат на реконструкцию.

В ходе реконструкции предложено повысить мощность трансформаторов с 16000 кВА на 25000 кВА, поставить элегазовые выключатели вместо отделителей и короткозамыкателей, в результате чего, повысится надежность электро

снабжения потребителей, возрастет срок службы трансформаторов и электрической аппаратуры.

Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала правильность выбора аппаратов защиты. В результате проектирования разработана схема подстанции, соответствующая всем современным требованиям.

THE ABSTRACT

Bachelor work on "Reconstruction of Substation" Severnaya "110/6 kV Permenergo" contains an explanatory note states-conductive of 60 pages, and graphic material on A1 format sheets in the number 3 sheets. Explanatory note contains 22 tables and 13 figures.

Replacement of transformers of power transformers 2x16 MVA on 2x25 MVA.

Object reconstruction - substation "Severnaya" 110/35/10 kV Permenergo.

The reconstruction purpose: "Reconstruction of substation 110/6 kV Severnaya" Permenergo

The purpose of reconstruction:

1 The main directions of reconstruction and technical re-equipment of substations; concept, features and typical substation diagrams; prospective types of electrical equipment for substations

2 Substantiation of the need for reconstruction of the substation Severnaya

3 Calculation of short-circuit currents, selection and testing of equipment

4 Calculation of relay protection of the transformer

In the final qualifying work it is proposed to reconstruct the substation "Severnaya". At the same time we made the following calculations: Calculation of electrical loads; choice of power and type transformers; calculation of short circuit currents; selection of high-voltage equipment; proposed measures to reduce energy losses, and its rational use; calculation of the reconstruction costs; designed grounding scheme.

During the reconstruction proposed to increase power transformers 16000 kVA to 25000 kVA supply gas-insulated circuit breakers instead of separators and short, as a result, improve the reliability of power supply to consumers, increase the service life of transformers and electrical equipment.

Hardware Test currents for short-blurring showed great correctness of the choice of protection devices. As a result, the design was developed substation scheme meets all modern requirements.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Теоретическая часть	6
1.2 Понятие, особенности и типовые схемы подстанций.....	7
1.3 Перспективные типы электрооборудования для подстанций.....	10
2 Аналитическая часть. Обоснование необходимости реконструкции подстанции Северная.....	17
2.1 Характеристика объекта	17
3 Практическая часть. Выбор числа, мощности и типа трансформаторов	27
4 Расчет токов короткого замыкания	30
4.1 Схема замещения	30
4.2 Параметры схемы замещения.....	30
5 Выбор силового оборудования подстанции 110/6 кВ Северная	33
5.1 Выбор выключателей	33
5.2 Выбор разъединителей	36
5.3 Выбор шин открытого распределительного устройства 110 кВ	37
5.4 Выбор ошиновки закрытого распределительного устройства 6 кВ	42
5.5 Выбор трансформаторов тока	45
5.6 Выбор трансформаторов напряжения	48
5.7 Выбор ячеек управления и вспомогательного оборудования.....	49
6 Релейная защита силовых трансформаторов	51
6.1 Расчет релейной защиты трансформатора	51
6.2 Внешние короткие замыкания.....	53
6.3 Перегрузка	53
6.4 Расчет дифференциальной защиты трансформатора на основе	54
терминала «Сириус-Т»	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60

ВВЕДЕНИЕ

Подстанция “Северная” проходного типа, изначально строилась как однотрансформаторная подстанция, но проектом предусмотрено место под установку второго трансформатора, и всего сопутствующего оборудования.

В 2005 году был приобретен второй трансформатор ТДТН – 16000-110/35/6, но в связи с недостаточным финансированием до сих пор не введен в эксплуатацию. В это же время первый трансформатор эксплуатируется на всю мощность, за частую с перегрузкой. Нет возможности провести текущий ремонт, из-за недостатка времени (нет возможности отключить трансформатор на необходимое время ремонта), проводятся только техническое обслуживание в минимальных объемах.

Цель реконструкции: «Реконструкция подстанции 110/6 кВ «Северная» Пермэнерго

Задача реконструкции:

- 1 Основные направления реконструкции и технического перевооружения подстанций; понятие, особенности и типовые схемы подстанций; перспективные типы электрооборудования для подстанций
- 2 Обоснование необходимости реконструкции ПС Северная
- 3 Расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования
- 4 Расчет релейной защиты трансформатора

Включение в работу второго трансформатора, разгрузит первый трансформатор, появится возможность провести полноценный ТР, появится возможность выполнить электроснабжение потребителей 35 и 10 кВ по двухцепной схеме.

Немаловажную роль играет и то, что некоторое оборудование подстанции устарело морально и физически. Все оборудование на сторонах 110 и 35 кВ масляное. Складывается тенденция в энергетике все масляное оборудование заменять на современное вакуумное или элегазовое.

Исходя из выше перечисленного, можно сделать вывод, что необходима реконструкция подстанции с вводом второго трансформатора в работу, установкой элегазовых выключателей 110 кВ, заменой вводных и секционных выключателей 35 кВ и 110 кВ.

1 Теоретическая часть

1.1 Основные направления реконструкции и технического перевооружения подстанций

Непрерывное развитие современных энергоснабжающих сетей – это прямое следствие неуклонно растущего спроса на электроэнергию. Спрос, о котором мы говорим, имеет разносторонний характер. Он сформирован интересами производственно-промышленного комплекса, а также потребностями инфраструктуры, относящейся к жилищно-коммунальному хозяйству больших городов и других населенных пунктов. Можно выделить сразу несколько причин, приводящих к росту потребностей населения и предприятий в электрической энергии. Среди них:

численный рост населения;

увеличение количества энергоемких технологий;

появление большого количества потребителей электрического тока, которые, делая проще повседневный быт человека, способствуют прямому увеличению расхода электроэнергии.

Электроснабжение производственных и жилых объектов – это сфера человеческой деятельности, которая остро реагирует на изменение благосостояния основной массы населения. И если этот показатель в последние десятилетия значительно вырос, то вместе с ним вырос и спрос на электроэнергию. А последствия подобных изменений мы можем наблюдать, что называется, воочию.

Например, в связи с тем, что стандартная трансформаторная подстанция обладает определенной расчетной мощностью, присоединение к ней дополнительных потребителей с течением времени становится задачей практически неосуществимой. Это приводит к тому, что энергоснабжающие организации не могут в полном объеме обеспечить потребности своих клиентов, а их многочисленные потребители начинают испытывать дефицит электроэнергии. Проблема – налицо, и для ее решения следует принимать как можно более эффективные меры. Как правило, значительно снизить дефицит электроэнергии позволяет строительство новых (дополнительных) подстанций или реконструкция подстанций, которые уже длительное время находятся в эксплуатации.[2]

На фоне высокой плотности застройки городских территорий наблюдается острый дефицит земельных участков, которые можно было бы отвести под строительство новых объектов электроснабжения. Поэтому реконструкция подстанций в таких условиях является оптимальным решением для проблемы, связанной с существующим дефицитом электроэнергии. К тому же есть еще одна причина, позволяющая признать реконструкцию вполне оправданным мероприятием. Она заключается в сильном износе оборудования, используемого в составе действующих электрических подстанций.

Результаты грамотного подхода к реконструкции электрических подстанций:

- повышение общего качества электроснабжения;
- увеличение надежности оборудования, используемого в составе действующих электрических подстанций;
- разработка передовых проектировочных решений, позволяющих ввести в строй оборудование, которое по своим качествам и рабочим характеристикам соответствует общемировым техническим стандартам;
- увеличение экономической эффективности оборудования, задействованного в работу, которое возникает по причине снижения прямых эксплуатационных затрат;
- увеличение ремонтпригодности используемого оборудования;
- внедрение передовых методик эксплуатации энергоснабжающего оборудования;
- обеспечение требований экологической безопасности и многое другое.

Как видим, если проектирование подстанций, подлежащих ремонту и восстановлению, осуществить на высоком профессиональном уровне, то реконструируемый объект не только надолго останется «в строю», но и значительно улучшит свои рабочие характеристики.[4]

1.2 Понятие, особенности и типовые схемы подстанций

Подстанция – электроустановка для преобразования и распределения электроэнергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от преобладания той или иной функции подстанций они называются трансформаторными или преобразовательными

Кроме трансформаторов не менее важными элементами являются:

- распределительные устройства высшего и низшего напряжения;
- устройства управления;
- устройства высоковольтной защиты;
- масляные, воздушные и вакуумные высоковольтные выключатели;
- ограничители перенапряжения;
- высоковольтные разрядники;
- трансформаторы тока и трансформаторы напряжения;
- системы и секции шин;
- устройства измерения и учёта электроэнергии;
- устройства телемеханики;
- система питания собственных нужд;
- вспомогательное оборудование и др.

Силовые трансформаторы, которые повышают входное напряжение, называются повышающими, а трансформаторы, понижающие входное напряжение, называются понижающими. В зависимости от вида установленных силовых трансформаторов, подстанции могут быть повышающими и понижающими.

Повышающие трансформаторные подстанции находятся обычно на

электростанциях. Значение напряжения, вырабатываемое генератором электростанции, увеличивается при помощи повышающего трансформатора.

Повышение напряжения необходимо для возможности дальнейшей передачи электроэнергии большой мощности на большие расстояния и с наименьшими потерями. Повышенное напряжение позволяет сэкономить на электрических проводниках при монтаже линий электропередач.

Все трансформаторные подстанции делят на четыре основных вида:

- УРП (узловая распределительная подстанция);
- ГПП (главная понижающая/понижительная подстанция);
- ПГВ (подстанция глубокого ввода);
- ТП (трансформаторный пункт).

В зависимости от вида, назначения и размеров подстанции, могут использоваться как масляные трансформаторы, так и трансформаторы сухого исполнения. К примеру, современные комплектные трансформаторные подстанции очень часто комплектуются сухими силовыми трансформаторами.

По способу присоединения к линии

В зависимости от варианта или способа подключения к питающей линии электропередач бывают:

- тупиковые подстанции (получают электроснабжение от одной или двух отдельных линий);
- проходные подстанции (транзитные);
- ответвительные подстанции (для подачи электроэнергии используются специальные ответвления (отпайки) от проходящих линий электропередач).

Трансформаторные подстанции по месту расположения делят на два вида:

- открытые;
- закрытые.

Открытые подстанции располагаются на открытой территории. Закрытые трансформаторные подстанции находятся в производственных цехах, в закрытых помещениях.

Иногда трансформаторы находятся на специальных мачтах. Таким расположением трансформаторов характеризуются мачтовые трансформаторные подстанции.

Основной функцией трансформаторных подстанций является прием и преобразование напряжения в соответствии с конкретными нуждами потребителей. В зависимости от обстоятельств, напряжение может повышаться либо понижаться. Именно от назначения устройства зависят технические характеристики той или иной подстанции. Каждая трансформаторная подстанция имеет в своей конструкции основные узлы в виде силового трансформатора, распределительного устройства, узла автоматического управления, защитные приборы. Кроме того, в составе подстанции находится вспомогательная аппаратура различного назначения. Целевое назначение определяется в соответствии с типовым проектом и конкретными условиями, к которым привязана распределительная трансформаторная подстанция. В результате, имеется ре-

альная возможность обеспечить электроэнергией не только крупный город, но и небольшой населенный пункт, микрорайон, отдельное предприятие или цех.

Типовыми схемами подстанции называются такие схемы, которые рекомендованы нормами технологического проектирования для применения на вновь проектируемых подстанциях.

Первая группа типовых схем – упрощенные схемы. К ним относятся такие, где выключатели либо совсем отсутствуют, либо их число меньше числа присоединений.[8]

Блок линия-трансформатор

Для электроснабжения потребителей третьей категории, схема 2 только для подстанций 35 кВ, 1 и 3 схемы – 35-220 кВ, для тупиковых подстанций.

Два блока с выключателем представлена на рисунке 1

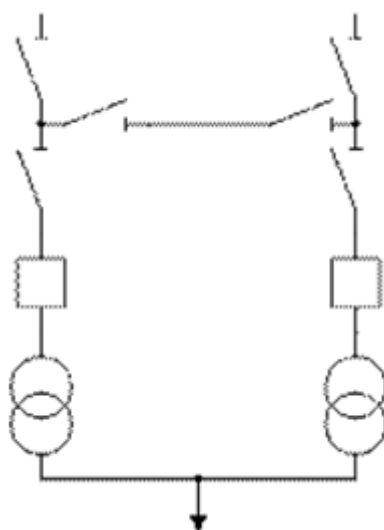


Рисунок 1 – Два блока с выключателем

Для снабжения потребителей всех категорий, для тупиковых и ответвительных подстанций на напряжении от 35 до 220 кВ.

Перемычка используется только для ремонта (ремонтная перемычка), в нормальном режиме отключена.

Схема «мостика» представлена на рисунке 2

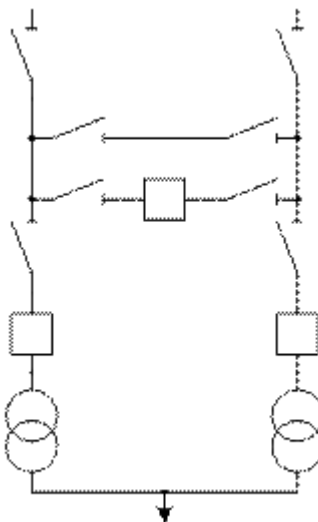


Рисунок 2 – Схема «мостика»

Для электроснабжения потребителей всех категорий. Рекомендуется для проходных подстанций в кольцевой сети на напряжении 35-220 кВ.

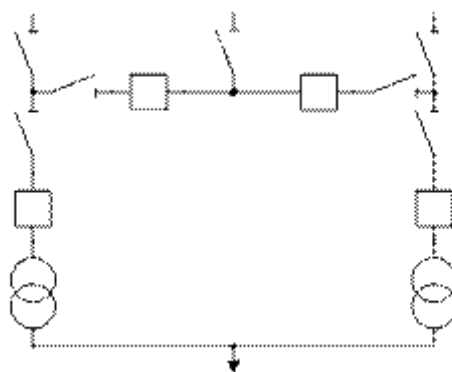


Рисунок 3 – Схема кольцевой сети

Рекомендуется для потребителей всех категорий, на напряжении 110 кВ при отсутствии перспективы расширения. Для транзитных и узловых подстанций.[3]

1.3 Перспективные типы электрооборудования для подстанций

Для гашения электрической дуги часто используются различные газовые смеси. Элегазовые выключатели 110 кВ и 220 кВ работают именно по такому принципу и могут использоваться для работы в аварийных ситуациях.

Элегазовые высоковольтные выключатели – это устройства оперативно-го управления для контроля высоковольтной линии энергоснабжения. Данные устройства имеют очень похожую конструкцию с масляными, но при этом, используют для гашения дуги не масляную смесь, а соединение газов. Зачастую это сера. Масляные выключатели требуют за собой особого ухода: по

нормам необходимы периодическая замена масла и очистка рабочих контактов. Элегазовые в этом не нуждаются. Главное достоинство элегаза в его долговечности: он не стареет и минимально загрязняет механические части устройства.

Достоинства элегазовых выключателей:

- Универсальность. Данные выключатели используются для контроля сетей с любым напряжением;
- Быстрота действия. Реакции элегаза на наличие электрической дуги происходят за доли секунды, это позволяет обеспечить быстрое аварийное отключение подконтрольной системы;
- Подходят для эксплуатации в условиях пожароопасности и вибрации;
- Долговечность. Контакты, соприкасающиеся с элегазом, практически не изнашиваются, газовые смеси не нуждаются в замене, а у наружной оболочки высокие показатели защиты;
- Подходят для отключения переменного и постоянного тока высокого напряжения, в то время, как их аналоги – вакуумные модели не могут использоваться на высоковольтных сетях.[2]



Рисунок 4 – Колонкового выключателя типа ВГП-110

Таблица 1 – Характеристики колонкового выключателя типа ВГП-110

Параметры	Расчётные данные
1	2
Напряжение, В	110
Ток, А	3150
Отключение, кА	40
Привод	1
Время отключения, мс	62

Достоинства колонкового выключателя типа ВГП-110:

- Сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 84 кВ в случае потери избыточного давления газа в выключателе.
- Отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения.
- Низкий уровень звуковых шумов при срабатывании (соответствует природоохранным требованиям).
- Низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры.
- Надежность и безопасность пружинного привода подтверждена многолетним опытом управления колонковыми выключателями.
- Наличие в приводе автоматического управления двух ступеней обогрева (антиконденсатный и основной) шкафа привода и контроль их исправности.
- Комплектующие изделия закупаются у ведущих, зарекомендовавших себя отечественных и зарубежных производителей.
- Блочно-модульная конструкция выключателя позволяет осуществлять поставку заказчику продукции в удобной таре с минимальным объемом при минимальных транспортных затратах, а также обеспечить удобный и оперативный монтаж и ввод в эксплуатацию, которые выполняются под руководством шеф-инженера.[3]



Рисунок 5 – Выключатель серии ВВ/TEL

Вакуумные выключатели ВВ/TEL предназначены для работы в комплектных распределительных устройствах (КРУ) и камерах стационарного одностороннего обслуживания (КСО) внутренней и наружной установки класса напряжения до 20 кВ трёхфазного переменного тока 50 Гц для систем с изолированной и заземлённой нейтралью.

В основе конструктивного решения выключателя лежит использование пофазных электромагнитных приводов с «магнитной защёлкой», механически связанных общим не несущим нагрузку, валом-синхронизатором. Параллельно соединённые катушки электромагнитных приводов фаз выключателя при выполнении команд подключаются к предварительно заряженным конденсаторам в блоках управления. Такая конструкция позволила достичь следующих отличительных особенностей по сравнению с традиционными вакуумными выключателями [2].

Таблица 2 – Характеристики выключателя серии ВВ/TEL

Параметры	Расчётные данные
1	2
номинальное напряжение, кВ	10
наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
номинальный ток, А	630, 1000, 1600
номинальный ток отключения, кА	12,5; 20
полное время отключения, с	0,09
собственное время включения, с	0,07
собственное время отключения, с	0,015
межконтактное расстояние, мм	310
межполюсное расстояние, мм	200; 230

Достоинства выключателя серии ВВ/TEL:

- высокий механический ресурс до 100 000 циклов;
- высокий гарантийный срок эксплуатации 4 года;
- отсутствие обслуживания;
- универсальность (применяются в цепях, как с постоянным, так и с переменным оперативным током).

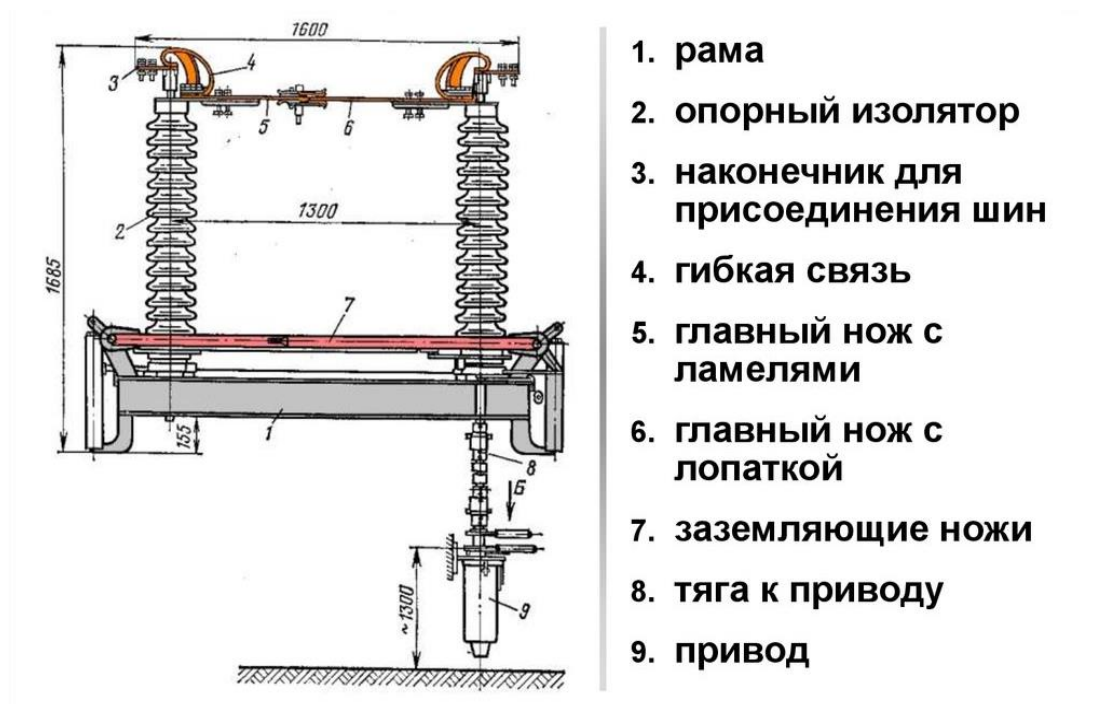


Рисунок 6 – Разъединитель серии РНДЗ

Предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей. Разъединители также используют для отключения токов холостого хода трансформаторов и зарядных токов воздушных и кабельных линий.[2]

Таблица 3 – Характеристики разъединителя серии разъединитель серии РНДЗ

Параметры	Расчётные данные
1	2
Наименование технических характеристик	РГ–110/1000УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ:	110
Номинальный ток, А:	1000
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА	31,5

Окончание таблицы 3

Испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс, кВ	
— относительно земли и между полюсами	550
— между разомкнутыми контактами	630
Номинальная частота, Гц:	50

Достоинства разъединителя серии РГ-110 (УХЛ1)

-На главных ножах применены (взамен гибких связей) скользящие поворотные контакты с вращением на закрытых шарикоподшипниках с заложённой в них смазкой на весь срок службы и с герметичным уплотнением подшипников и контактов.

-В разъёмных контактах наличие пластинчатого серебра толщиной 0,8 мм, гарантирующее стабильное переходное сопротивление в течении всего срока службы (30 лет) и механическую износостойкость 10 000 циклов

-Основной контакт главных ножей выполнен в виде "кулак - пальцы" с напайкой пластинчатого серебра, что исключает выход из контакта под действием эксплуатационных нагрузок и не требует дополнительных регулировок в эксплуатации.

-Все стальные части разъединителей имеют стойкие антикоррозионные покрытия горячим и термодиффузионным цинком.

Трансформатор силовой масляный трехфазный двухобмоточный типа ТРДН-25000/110 У1 предназначен для преобразования электрической энергии переменного тока класса напряжения 110 кВ в электрическую энергию класса напряжения 6 или 10 кВ низшего напряжения.

Таблица 4 – Характеристики трансформатора типа ТРДН-25000/110

Параметры	Расчётные данные
1	2
Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	25 000
Номинальная мощность обмоток, кВ·А:	ВН - 25 000 НН ₁ -НН ₂ – 12500-12 500

Окончание таблицы 4

Номинальное напряжение обмоток, кВ:	ВН – 115 НН - 11,0; 6,6
Схема соединения обмоток	Y _н /Д-Д-11-11
Ток холостого хода, %	0,5
Потери холостого хода, кВт	22
Потери короткого замыкания, кВт	120
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Масса, кг:	полная - 47 216 транспортная - 40 200
Гарантийный срок трансформатора, год	3

Достоинства трансформатора типа ТРДН-25000/110:

- безотказная наработка на отказ - не менее 25 000 ч;
- вероятность безотказной работы за наработку 8800 ч - не менее 0,995;
- срок службы до первого капитального ремонта - не менее 12 лет.
- полный срок службы трансформатора - не менее 30 лет.[4]

2 Аналитическая часть. Обоснование необходимости реконструкции подстанции Северная

2.1 Характеристика объекта

Характеристика оборудования подстанции представлены в таблицах 5-8

Таблица 5 – Оборудование подстанции до реконструкции

Наименование	ВЛ 110 кВ КамГЭС-Пермь I	Л 110 кВ КамГЭС-Пермь II	яч. Т-1	яч. Т-2
1	2	3	4	5
Линейный р-ль	РДЗ-2-110/1000	РДЗ-2-110/1000		
Привод	ПРН-220М	ПРН-220М		
Секционный р-ль	РДЗ-16-110/1000	РДЗ-16-110/1000		
Привод	ПРН-220М	ПРН-220М		
Разрядник			РВС-110	РВС-110
Тр-р тока			ТФНД-110	ТФНД-110
Коэф. трансформации			200/5	200/5
Шинный р-ль			РДЗ-16-110/1000	РДЗ-16-110/1000
Привод			ПРН-220М	ПРН-220М
Выключатель			ВМТ-110Б-25/1250	ВМТ-110Б-25/1250
Номинальный ток			1250 А	1250 А
Привод			ППрК-1400	ППрК-1400
Разрядник			РВС-110	РВС-110
ЗОН-110			ЗОН-110	ЗОН-110

Таблица 6 – Оборудование подстанции до реконструкции

Наименование	Т-1 №45910	Т-1 №45910
1	2	3
Тип трансформатора	ТДТН-16000-110У1	ТДТН-16000-110У1
Ном. напряжение	$115 \pm 9 \cdot 1,78\% / 38,5 \pm 2 \cdot 2,5\% / 6,6$	$115 \pm 9 \cdot 1,78\% / 6,6$
Ном. линейный ток	80/240/1400А	80,3/1400А
Напряжение КЗ	$U_k = 17,3 / 10,2 / 6,49\%$	$U_k = 11,35\%$
Ток Х.Х.	$I_{xx} = 0,202\%$	$I_{xx} = 0,53\%$
Потери на 3-х фазах	$P_{k3} = 97,76 / 96,49 / 76,34$ кВт $P_{xx} = 21,24$ кВт	$P_{k3} = 93,07$ кВт $P_{xx} = 22,2$ кВт
Тип РПН	RS-9.3	РС-3-III-400/35А
Тип привода	МЗ-2 кВт	МЗ-2 кВт
Схема соединения обмоток	Yн/Yн/D-0-11	Yн/D-11
Встроен. тр-р тока	ТВ-110КВ 300/5	ТВ-110КВ 200/5
ОПН, разрядник	ОПНп-110/550/56	ОПНп-110/550/56
ОПН-35	ОПНп-35/550/40,5-10-III	ОПНп-35/550/40,5-10-III

Таблица 7 – Оборудование подстанции после реконструкции

Наименование	ВЛ 110 кВ КамГЭС-Пермь I	Л 110 кВ КамГЭС-Пермь II	яч. Т-1	яч. Т-2
1	2	3	4	5
Линейный р-ль	РДЗ-2-110/1000	РДЗ-2-110/1000		
Привод	ПРН-220М	ПРН-220М		
Секционный р-ль	РДЗ-16-110/1000	РДЗ-16-110/1000		

Окончание таблицы 7

Привод	ПРН-220М	ПРН-220М		
Разрядник			РВС-110	РВС-110
Тр-р тока			ТФНД-110	ТФНД-110
Коэф. трансформации			200/5	200/5
Шинный р-ль			РДЗ-16-110/1000	РДЗ-16-110/1000
Привод			ПРН-220М	ПРН-220М
Выключатель			ВМТ-110Б-25/1250	ВМТ-110Б-25/1250
Номинальный ток			1250 А	1250 А
Привод			ППрК-1400	ППрК-1400
Разрядник			РВС-110	РВС-110
ЗОН-110			ЗОН-110	ЗОН-110

Таблица 8 – Оборудование подстанции после реконструкции

Наименование	Т-1 №45910	Т-1 №45910
1	2	3
Тип трансформатора	ТДТН-25000-110У1	ТДТН-25000-110У1
Ном. напряжение	115±9*1,78%/38,5±2*2,5%/6,6	115±9*1,78%/6,6
Ном. линейный ток	80/240/1400А	80,3/1400А
Напряжение КЗ	U _к =17,3/10,2/6,49%	U _к =11,35%
Ток Х.Х.	I _{хх} =0,202%	I _{хх} =0,53%
Потери на 3-х фазах	Р _{кз} =97,76/96,49/76,34 кВт Р _{хх} = 21,24 кВт	Р _{кз} = 93,07 кВт Р _{хх} = 22,2 кВт
Тип РПН	RS-9.3	РС-3-III-400/35А

Окончание таблицы 8

Тип привода	МЗ-2 кВт	МЗ-2 кВт
Схема соединения обмоток	Yн/Yн/D-0-11	Yн/D-11
Встроен. тр-р тока	ТВ-110КВ 300/5	ТВ-110КВ 200/5
ОПН, разрядник	ОПНп-110/550/56	ОПНп-110/550/56
ОПН-35	ОПНп-35/550/40,5-10-III	ОПНп-35/550/40,5-10-III

Таблица 9 – Оборудование подстанции

ТСН-1	ТСН-2
1	2
ТС-100-6/0,4	ТС-100-6/0,4
ПКТ-10 8А	ПКТ-10 8А
РВ-10/400	РВ-10/400
ПБН-10/400	ПБН-10/400

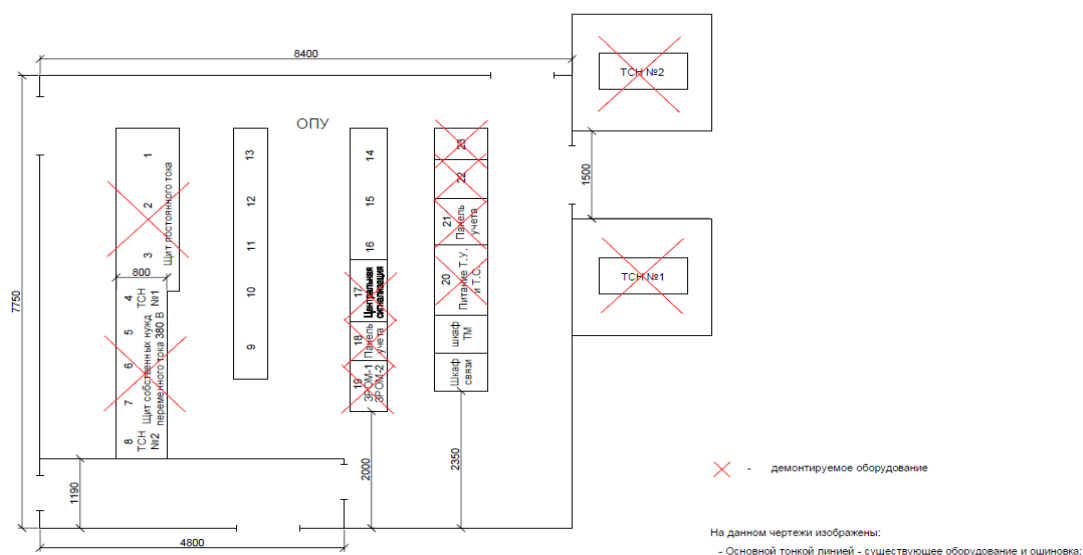


Рисунок 7 – Схема демонтируемого оборудования в общеподстанционный пункт управления

Подстанция “Северная” тупикового типа, изначально построена как одно-трансформаторная подстанция в 1985 г. К настоящему времени нагрузки выросли, и иногда превышают номинальные.

Таким образом трансформатор эксплуатируется на всю мощность, за частую с перегрузкой. Нет возможности провести текущий ремонт, из-за недостатка времени (нет возможности отключить трансформатор на необходимое время ремонта), проводятся только техническое обслуживание в минимальных объемах.

От подстанции 110/6 кВ «Северная» отходит 4 фидера, которые питают потребителей района.

Таким образом, при расчетном уровне нагрузок, нагрузка летом составляет 6431,89 кВА, зимой 8104,18 кВА, что недопустимо.

Из данных следует, что необходимо увеличивать мощность трансформатора.

Замена трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей в проекте необходимо предусмотреть:

Установку двух трансформаторов, что обеспечит электроснабжение потребителей при плановом или аварийном выводе из работы одного из трансформаторов. Изменение схемы подстанции по стороне 110 кВ, секционировав воздушную линию 110 кВ.

Установку второй секции 6 кВ, секционного выключателя 10 кВ, что обеспечит возможность электроснабжения потребителей при выводе в ремонт одного из трансформаторов. При аварийном отключении одного из трансформаторов будет возможность запитки потребителя от оставшегося в работе трансформатора.

Подстанция расположена в районе, где средняя температура воздуха самой холодной пятидневки составляла – 35°С, климат умеренный. Максимальная температура воздуха летом +37°С, а минимальная зимой -47°С. Среднегодовая температура составила 2,3°С. Загрязнённость атмосферы имеет вторую степень, так же второй район по гололёду и третий район по ветру. Снеговой покров достигает 0,42 м.

Немаловажную роль играет и то, что некоторое оборудование подстанции устарело морально и физически. Все оборудование на сторонах 110 и 6 кВ масляное. Складывается тенденция в энергетике все масляное оборудование заменять на современное вакуумное или элегазовое.

Исходя из выше перечисленного, можно сделать вывод, что необходима реконструкция подстанции с установкой второго трансформатора, установкой элегазовых выключателей 110 кВ, заменой вводных и секционных выключателей 6 кВ и 110кВ.

2.2 Обоснование реконструкции подстанции.

Реконструкция подстанции 110/6 кВ Северная производится с целью увеличения пропускной способности подстанции и повышения надежности электроснабжения путем замены существующих силовых трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА.

Реконструкция подстанции 110/6 кВ Северная предусматривается в два этапа. В данном проекте представлена документация для 1-ого этапа реконструкции, заключающегося в реконструкции закрытого распределительного устройства 6 кВ подстанции 110/6 кВ Северная и реконструкции распределительной сети 6 кВ.

В составе работ планируется:

1. Переустройство РУ 6 кВ подстанции Северная:

- установка 36 ячеек комплектное распределительное устройство «Классика» серии D-12PL взамен существующих камер сборных одностороннего обслуживания -2;
- установка 2 трансформаторов собственных нужд напряжением 6/0,4 кВ мощностью по 100 кВА сухого исполнения;
- установка систем отопления, освещения и вентиляции.

2. Переустройство общеподстанционный пункт управления подстанции Северная:

- установка системы оперативного постоянного тока;
- установка щита собственных нужд переменного тока;
- установка шкафов автоматики и управления.
- установка систем отопления и освещения

3. Переустройство открытого распределительного устройства 110 кВ:
 - установка масляных дугогасящих реакторов с нейтралеобразующим присоединительным фильтром;
 - установка ограничителей перенапряжения.
4. Подключение подстанции Северная к магистральной ВОЛС «Н.Тагил-Пермь».
5. Строительство 2 блочного комплектного распределительного пункта 6/0,4 кВ с секционированием распределительного устройства 6-0,4 кВ и коридорами обслуживания, взамен существующего распределительный пункт-13.

Потребители

Описание прохождения трасс:

1. Линии 1,2 - (2 кабеля в одной траншее) проходят от закрытого распределительного устройства 6 кВ подстанции Северная, выходят на ул. Кронита и далее проходят по фасадным сторонам улиц Кронита, Льва Лаврова, Волховской, Менжинского и Кавказская, с выходом на площадку проектируемого 2БКРП 6/0,4 кВ (взамен РП-13). Общая мощность присоединения составляет 7500 кВА, отходящая каб линия марки 2 х АПвПу2г-3х (1х400)

Линия 1 АПвПу2г-3х (1х400)

Линия 1 (совместно с линией 2) 2 х АПвПу2г-3х (1х400)

Линия 1 (совместно с линией 2,3) 2 х АПвПу2г-3х (1х400) 1 х АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 1 (совместно с линией 2,3,4) 2 х АПвПу2г-3х (1х400) 2 х АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 1 (совместно с линией 2,3,4,5) 2 х АПвПу2г-3х (1х400)
3 х АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 1 АПвПу2г-3х (1х400)

Линия 2 АПвПу2г-3х (1х400)

Линия 2 (совместно с линией 1) АПвПу2г-3х (1х400)

Линия 2 АПвПу2г-3х (1х400)

Общая мощность присоединения составляет 13800 кВА

2. Линия 3 - проходит от 2 блочных комплектных распределительных подстанций 6/0,4 кВ в южном направлении, по ул. Кавказская, совместно с линиями 1,2, до пересечения с ул. Менжинского, поворачивает вправо, обходит дом № 15 и выходит к зданию существующим трансформаторным пунктом – 4352;

Линия 3 АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 3 (совместно с линией 1) АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 3 АПвПу2г-3х (1х240)

Общая мощность присоединения составляет 5500 кВА

3. Линия 4 - проходит от 2 блочных комплектных распределительных подстанций 6/0,4 кВ в южном направлении, по восточной стороне ул. Кавказская, совместно с линиями 1,2, затем пересекает ул. Кавказскую и проходит до здания существующим трансформаторным пунктом 4331;

Линия 4 АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 4 (совместно с линией 1) АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 4 АПвПу2г-3х (1х240)

Общая мощность присоединения составляет 4500 кВА

4. Линия 5 - проходит от 2 блочных комплектных распределительных подстанций 6/0,4 кВ в южном направлении по ул. Кавказская совместно с линиями 1,2 до пересечения с ул. Белозерская, затем поворачивает на восток и по северной стороне улицы Белозерская проходит до пустыря между домами №39 и №43, до здания существующим распределительным пунктом 103;

Линия 5 АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 5 (совместно с линией 1) АПвПу2г-3х (1х240)

Линия 5 АПвПу2г-3х (1х240)

Общая мощность присоединения составляет 5500 кВА

5. Линия 6 - проходит от существующим трансформаторным пунктом 4356 в южном направлении между домами №17 и №15, затем по северной стороне ул. Белозерская, проходит между домами №7 и №9 до существующим трансформаторным пунктом 4319.

Линия 6 АПвПу2г-3х (1х240)

Общая мощность присоединения составляет 2848 кВА

Общая мощность всех 6 присоединений составляет 32148 кВА

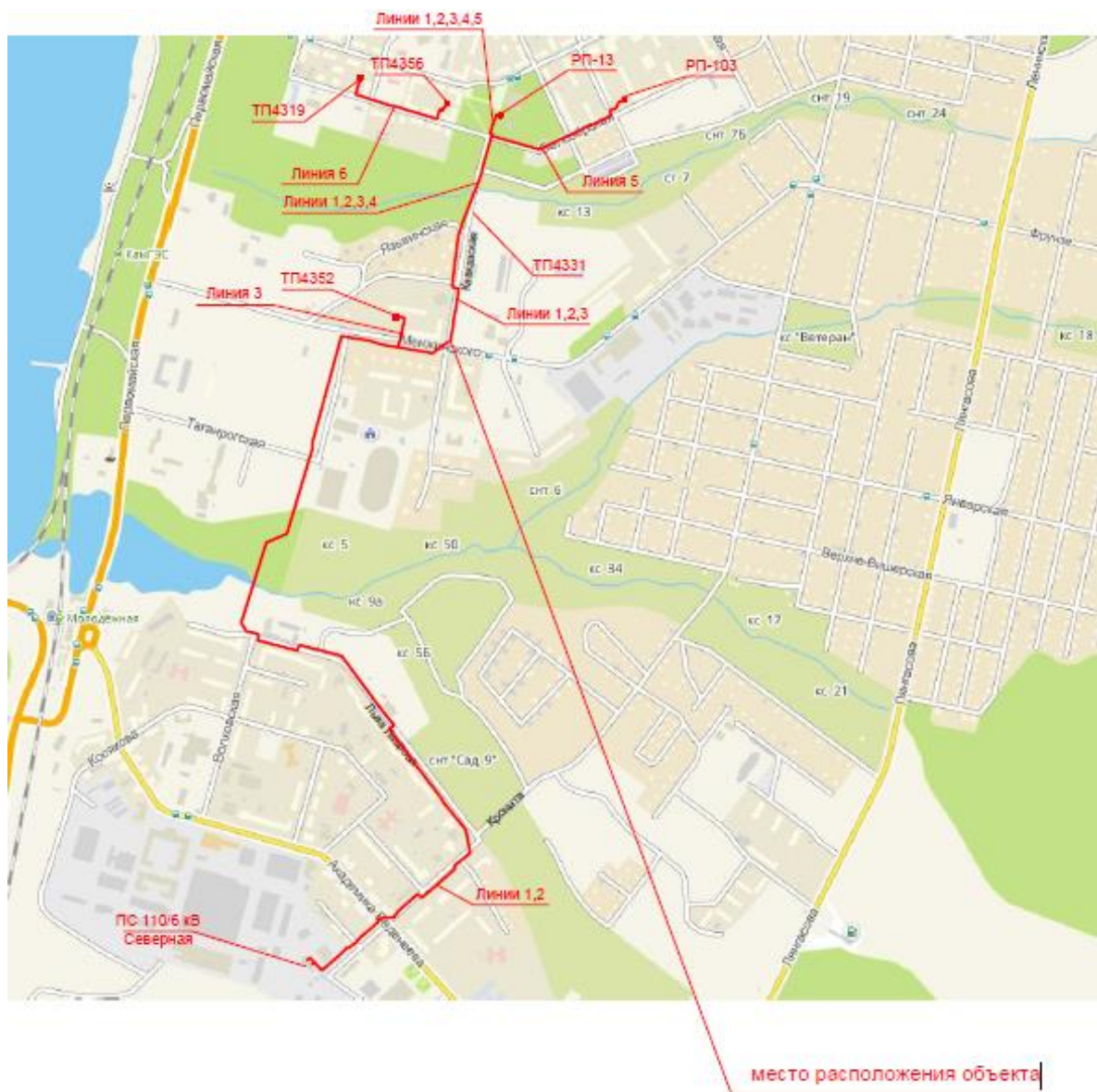


Рисунок 9 – Схема питания района от подстанции Северная

3 Практическая часть. Выбор числа, мощности и типа трансформаторов

Мощность и число трансформаторов понижающих подстанций выбирают по расчетной мощности на шинах подстанции в нормальном режиме работы, с учетом перегрузочной способности трансформаторов и требований по обеспечению необходимой степени надежности электроснабжения потребителей.

На подстанции устанавливают два трансформатора в следующих случаях: расстояние между соседними подстанциями более 45 км; если хотя бы одна линия 6 кВ, отходящая от проектируемой подстанции, питающая потребителей первой и второй категорий, не может быть зарезервирована от соседней подстанции, имеющей независимое питание от проектируемой; если по расчетной мощности требуется установить трансформатор более 25000 кВА; от шин 10 кВ подстанции отходят более пяти линий 6 кВ.

Так как на проектируемой подстанции имеются потребители первой и второй категории, то возникает необходимость установить два трансформатора, что обеспечит надежное электроснабжение потребителей при плановом или аварийном выводе из работы одного из трансформаторов.

На двухтрансформаторных подстанциях рекомендуется устанавливать трансформаторы одинаковой мощности, причем каждый из них в нормальном режиме работы с учетом «Указаний и инструкций по проектированию систем электроснабжения» должен быть загружен на 65...70% [1].

В аварийных условиях оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать передачу мощности потребителей первой и второй категорий с учетом допустимой перегрузочной способности трансформатора. Часть ответственных потребителей с целью снижения нагрузки трансформатора может быть отключена.[2]

$$S_{ном.т} \geq 1,4 \cdot \frac{S_{max}}{2} \quad (3.1)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора,

S_{max} – наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период.

1,4 – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном режиме (при отключении одного трансформатора).[4]

$$S_{ном.т} \geq 1,4 \cdot \frac{32148}{2} = 22540 \text{ кВА}$$

С учетом динамики роста электрических нагрузок по справочнику выбираем два трансформатора типа ТРДН – 25000/110/6 со следующими техническими характеристиками, таблицы 8-9.

Таблица 10 – Характеристики силового трансформатора

Параметры	Расчётные данные	
1	2	
Тип трансформатора	ТРДН – 25000 110/6	
Номинальная мощность, кВА	U _{ВН}	
	115	6
Потери, кВт	P _{XX}	P _{кз}
	18,5	120
U _{кз} , %	10,5	
I _{XX} , %	0,23	

Таблица 11 – Габаритные размеры трансформатора

Параметры	Расчётные данные
1	2
Длина, м	5,96
Ширина, м	4,2
Высота, м	4,3
Масса масла, т	8,5
Масса полная, т	42,9

Рассчитаем токи нормального режима.

В нормальном режиме из условия 100% загрузки силовых трансформаторов по линиям 10 кВ протекает ток:

$$I_{\text{раб.л.110}} = \frac{S_{\text{ном.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (3.2)$$

$$I_{\text{раб.л.110}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 133,6 \text{ А}$$

На выводах трансформатора 110/6 кВ:

$$I_{\text{раб.л.10}} = \frac{S_{\text{ном.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (3.3)$$

$$I_{\text{раб.л.10}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1470,5 \text{ А}$$

В нормальном режиме трансформаторы будут работать с коэффициентом загрузки:

$$K_{з.норм} = \frac{S_{max}}{2 \cdot S_{ном.т}} \quad (3.4)$$
$$K_{з.норм} = \frac{32148}{2 \cdot 25000} = 0,6$$

В аварийном (при отключении одного из трансформаторов) коэффициент загрузки составит:

$$K_{з.ав} = \frac{S_{max}}{S_{ном.т}} \leq 1,4 \quad (3.5)$$
$$K_{з.ав} = \frac{32148}{25000} = 1,2, \text{ что меньше допустимого } 1,4.$$

Принимаем к установке два трансформатора ТРДН–25000/110/6 кВ.[4]

4 Расчет токов короткого замыкания

4.1 Схема замещения

Расчет проведем в относительных единицах при базисных условиях. Принимаем $S_{\delta} = 100 \text{ MVA}$, U_{δ} равным напряжению ступени короткого замыкания.

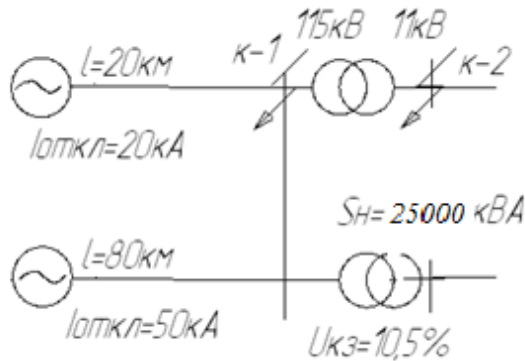


Рисунок 10 – Расчетная схема

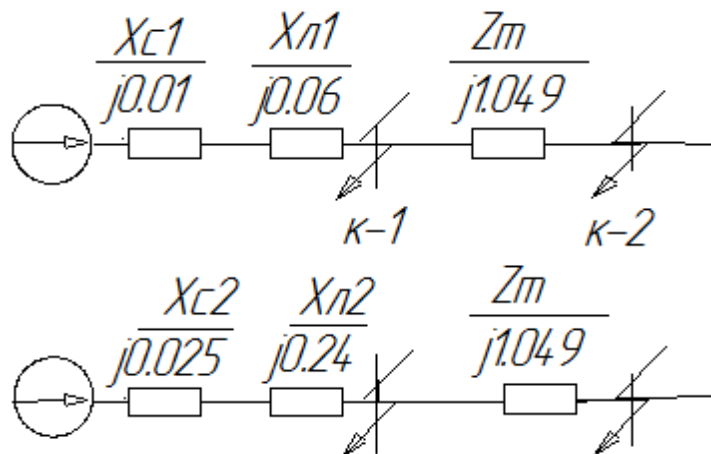


Рисунок 11 – Схема замещения

4.2 Параметры схемы замещения

Необходимо определить параметры схемы замещения:

1 Система:

$$X_{1C} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{откл}} \quad (4.1)$$

$$X_{2C} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{откл}} \quad (4.2)$$

где S_{δ} - мощность трансформатора, МВА;

U_H - номинальное напряжение, кВ;

$I_{откл}$ - номинальный ток отключения выключателя (по каталогу), кА;

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 20} = 0,025$$

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 50} = 0,01$$

2 Линии

$$X_{л1} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср.н}^2}, \quad (4.3)$$

$$X_{л2} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср.н}^2}, \quad (4.4)$$

где X_0 – индуктивное сопротивление линии, Ом/км ;
 $U_{ср.н}$ – номинальное среднее напряжение, кВ.

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 80 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,24,$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,06$$

3 Трансформаторы [4]:

$$Z_1 = Z_2 = Z_{115/11} = \frac{U_k \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{н.м}} \quad (4.5)$$

где U_k – напряжение К.З., % .

$$Z_1 = Z_2 = Z_{115/11} = \frac{10,5 \cdot 100 \cdot 10^3}{100 \cdot 25000} = 1,05 ,$$

$$R_1 = R_2 = R_{115/11} = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.м}^2}, \quad (4.6)$$

где $\Delta P_{к.з}$ - потери при коротком замыкании, кВт.

$$R_1 = R_2 = R_{115/11} = 44 \cdot 10^3 \cdot \frac{100}{25000^2} = 0,044$$

$$X_1 = X_2 = X_{115/11} = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2} \quad (4.7)$$

где Z_T – полное сопротивление трансформатора.
 R_T – активное сопротивление трансформатора.

$$X_1 = X_2 = X_{115/11} = \sqrt{1,05^2 - 0,044^2} = 1,049$$

Результирующие сопротивления точек короткого замыкания:

$$Z_{рез.к1} = X_{рез} = 0,055$$

$$Z_{рез.к2} = X_{рез} + X_m = 0,055 + 1,049 = 1,104$$

Базисные токи:

$$I_{б1} = I_{б2} = \frac{S_{б}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \cdot 10^3}{115 \cdot \sqrt{3}} = 502,63 A$$

$$I_{б3} = I_{б4} = \frac{S_{б}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{100 \cdot 10^3}{11 \cdot \sqrt{3}} = 5254,8 A$$

Токи трехфазного короткого замыкания в расчетных точках:

$$I_{к1} = \frac{1}{Z_{рез.к1}} \cdot I_{б1} = \frac{1}{0,055} \cdot 0,502 = 9,13 кА$$

$$I_{к2} = \frac{1}{Z_{рез.к2}} \cdot I_{б3} = \frac{1}{\sqrt{0,044^2 + 1,104^2}} \cdot 0,525 = 5,8 кА$$

Токи двухфазного короткого замыкания в расчетных точках:

$$I_{к}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к}^{(3)} \quad (4.8)$$

$$I_{к1}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к1} = 0,87 \cdot 9,13 = 7,94 кА$$

$$I_{к2}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к2} = 0,87 \cdot 5,8 = 5,04 кА$$

Ударные токи короткого замыкания в расчетных точках:

$$i_{к} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к} \quad (4.9)$$

$$i_{к1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 9,13 = 30,13 кА$$

где $K_y = 1,9$ т.к. $Z_{рез.к1} = 0,055$.

$$I_{к2} = \frac{X_{к}}{R_{к} \cdot 314} = \frac{1,104}{314 \cdot 0,044} = 0,079$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,079}} = 1,88$$

$$i_{к2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1,88 \cdot 5,8 = 15,26 кА$$

5 Выбор силового оборудования подстанции 110/6 кВ Северная

5.1 Выбор выключателей

1 По напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (5.1)$$

где $U_{уст}$ – напряжение сети, где предполагается его установка;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение выключателя (по каталогу).

2 По длительному току

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} \quad (5.2)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимальный рабочий ток, А;
 $I_{ном}$ – номинальный ток выключателя (по каталогу).

3 По отключающей способности

$$I_k \leq I_{от.н} \quad (5.3)$$

где I_k – периодическая составляющая токов короткого замыкания;
 $I_{от.н}$ - номинальный ток отключения выключателя (по каталогу).

Выключатели проверяются на электродинамическую стойкость к токам К.З.:

а) по действующему значению тока:

$$I_k \leq I_{пр.с} \quad (5.4)$$

б) по амплитудному значению тока:

$$i_y \leq i_{пр.с} \quad (5.5)$$

где $I_{пр.с}$ и $i_{пр.с}$ – действующее и амплитудные значения сквозного тока выключателя (по каталогу).

i_y – ударный ток короткого замыкания по расчету.

Выключатели проверяют на термическую устойчивость к токам короткого замыкания по тепловому импульсу[4]:

$$B_k \leq I \cdot t^2 \cdot \tau \cdot t \quad (5.6)$$

$$\tau = t_{н.в} + t_{р.з} \quad (5.7)$$

где

$t_{п.в}$ — полное время отключения выключателя по каталогу;

$t_{р.з}$ — время действия релейной защит

При выборе аппаратов и проводников для первичных цепей электроустановок должны учитываться:

- прочность изоляции, необходимая для надежной работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях;
- допустимый нагрев токами в длительных режимах;
- стойкость в режиме короткого замыкания;
- технико-экономическая целесообразность;
- соответствие окружающей среде и роду установки;
- достаточная механическая прочность;
- допустимые потери напряжения в нормальном и аварийном режимах.

Проводники напряжением 35 кВ и выше должны быть проверены по условию короны.

Требования к изоляции электрооборудования. Изоляция аппаратов и проводников для рабочего напряжения может быть нормальная, облегченная или усиленная. При выборе вида изоляции необходимо учитывать условия ее работы, наибольшее рабочее напряжение электроустановки, а также средства защиты изоляции от перенапряжения.

Выбор аппаратов и проводников по допустимому нагреву. Аппараты и проводники по условию нагрева токами в длительных режимах следует выбирать с учетом нормального и форсированного режимов, принимая во внимание: реальное перспективное развитие системы электроснабжения; неравномерное распределение токов между трансформаторами, линиями, секциями шин и пр.; возможность послеаварийных и ремонтных режимов и перегрузочную способность электрооборудования и линий. Аппараты и ошиновку трансформаторов 35 кВ и выше следует выбирать с учетом замены их в дальнейшем на трансформаторы большей мощности. В районах с минимальной температурой воздуха ниже -40 аппараты следует выбирать с учетом минимальных температур.

Выбор аппаратов, проводников и изоляторов по режиму короткого замыкания. В установках напряжением выше 1 кВ по режиму короткого замыкания следует проверять: электрические аппараты, токопроводы и другие проводники, опорные и несущие конструкции для них.

За расчетный вид короткого замыкания принимают:

- для определения электродинамической стойкости аппаратов, жестких шин и опорных конструкций для них – трехфазное короткого замыкания;
- для определения термической стойкости аппаратов и проводников на генераторном напряжении электростанций – трехфазное или двухфазное короткого замыкания (то которое приводит к наибольшему нагреву);
- в остальных случаях трехфазное короткого замыкания.

Отключающую способность аппаратов выбирают по большему расчет-

ному току, получаемому при трехфазном или однофазном короткого замыкания на Землю (в сетях с эффективно заземленной нейтралью). Если выключатель характеризуется трехфазной и однофазной отключающими способностями, в расчет принимаются обе величины.

Электрические аппараты и конструкции распределительных устройств должны также проверяться на термическую и электродинамическую стойкость к реальным токам короткого замыкания которые могут иметь место в электрических сетях, где предполагается эксплуатировать выбираемые аппараты. Отключающие аппараты: выключатели, выключатели нагрузки и предохранители должны быть, кроме того, проверены и по коммутационной способности. При проверке на электродинамическую стойкость аппаратов к токам короткого замыкания в сетях переменного трехфазного тока за расчетный режим принимается трехфазное короткого замыкания.

Выбор и проверка выключателей сведен в таблицы 10, 11.

Выбор выключателей 110 кВ.

Принимаем выключатель элегазовый трехполюсный колонковый для наружной установки типа ВГП-110 П - 20/2500 УХЛ 1 и проверяем его по условиям [2]

Таблица 12 – Выключатель ВГП-110 П - 20/2500 УХЛ 1

Условия выбора	Расчётные данные	Выключатель ВГП-110
1	2	3
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$	$1,4 \cdot 73,5 = 102,9$ А	2500 А
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{от. н}}$	9,13 кА	20 кА
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{пр. с}}$	9,13 кА	20 кА
$i_{\text{y}} \leq i_{\text{пр. с}}$	30,13 кА	40 кА
$B_k \leq I \cdot t^2 \cdot \tau \cdot t$	10,8 кА ² ·с	40 кА ² ·с

Условия выбора выполняются, принимаем к монтажу элегазовый трехфазный колонковый выключатель ВГП-110 П - 20/2500 УХЛ 1с пружинным приводом.

Выбор выключателей 6 кВ.

Закрытого распределительного устройства 6 кВ – вводные и секционные выключатели типа ВВ/TEL 10-12,5/1000 У2 с $I_{\text{ном.от}} = 20 \text{ кА}$., на отходящие линии выключатели типа ВВ/TEL 10-12,5/1000 У2 с $I_{\text{ном.от}} = 20 \text{ кА}$.

Таблица 13 – Выключатель ВВ/TEL 10-12,5/1000 У2

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель ВВ/TEL 10-12.5/1000 У2
1	2	3
$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$1,4 \cdot 14,45 = 20,23 \text{ А}$	630 А
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{от.н}}$	5,8 кА	12,5 кА
$I_{\text{к}} \leq I_{\text{пр.с}}$	5,8 кА	12,5 кА
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.с}}$	15,2 кА	32 кА
$B_{\text{к}} \leq I \cdot t^2 \cdot \tau \cdot t$	$4,5 \text{ к} \cdot \text{А}^2 \cdot \text{с}$	$468,75 \text{ к} \cdot \text{А}^2 \cdot \text{с}$

5.2 Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по длительному номинальному току и номинальному напряжению, проверяют на термическую и динамическую устойчивость.

Таблица 14 – Каталожные данные разъединителей типа РНД3.2-110/1000ХЛ1, РНД3.1-110/1000ХЛ1

Расчетная величина	Каталожные данные разъединителей типа РНД3.2-110/1000ХЛ1, РНД3.1-110/1000ХЛ1	Условия выбора
1	2	3
$I_{\text{раб.ф}} = 46,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.ф}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{п0}} = 3,63 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 25 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$i_{\text{уд}} = 7,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$B_{\text{к}} = 26,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т.ном}}^2 t_{\text{т.ном}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т.ном}}^2 t_{\text{т.ном}}$

5.3 Выбор шин открытого распределительного устройства 110 кВ

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы и т.д.) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители и др.) соединяются между собой проводниками различного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В распределительных устройствах применяют медные, алюминиевые и стальные шины. Медь обладает относительно небольшим удельным электрическим сопротивлением при достаточно большой механической прочности. Алюминий обладает примерно в 1,6 раза большим удельным сопротивлением, соответственно чему получается и большее сечение алюминиевых шин (при том же токе нагрузки и одинаковой допустимой температуре нагрева). Несмотря на это расход алюминия получается все же в 2-2,5 раза меньше, так как алюминий легче меди в 3,3 раза. В результате алюминиевые шины оказываются дешевле медных. В закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений в настоящее время, как правило, применяют алюминиевые шины.

В установках 35 кВ и выше при выполнении шинных конструкций приходится считаться с явлением короны. Вокруг провода существует электрическое поле, напряженность которого зависит от напряжения установки и расстояния между фазами. С увеличением напряжения и с уменьшением расстояния между фазами напряженность электрического поля увеличивается. Если напряженность электрического поля вблизи поверхности провода превышает величину электрической прочности воздуха (примерно 21,1 кВ/см), то вокруг провода происходит интенсивная ионизация воздуха и возникает фиолетовое свечение, называемое короной, которая хорошо видна в темноте.

Особенно интенсивное коронирование наблюдается в установках 110 кВ и выше.

На подстанциях, в открытой части, могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Соединение трансформатора с комплектным распределительным устройством 6 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом.

При креплении шин установок 35 кВ и выше на штырьевых или стержневых опорных изоляторах применяют трубчатые шины.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В – зеленый, фаза С – красный цвет. Гибкие шины (провода) не окрашиваются.

Для присоединения линейных разъединителей, секционных разъединителей, разъединителей трансформаторов применяем жесткую ошиновку из алюминиевых труб.

Для присоединений силовых трансформаторов, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, ограничителей перенапряжения используем ошиновку из провода АС.

Сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Так как сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току $1,4 I_n$ трансформатора [4].

$$I_n = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33,1 \text{ А}$$

Трансформатор может быть нагружен на $1,4 I_n$.

$$I_{\max} = 33,1 \cdot 1,4 = 46,4 \text{ А}$$

принимаем:

– алюминиевые трубы внутренним диаметром – 13 мм, наружным диаметром 16 – мм, $I_{\text{доп}} = 295 \text{ А}$;

– провод АС 70/11 $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$;

Проверка шин на термическую стойкость. При протекании тока короткого замыкания температура проводника повышается. Длительность процесса короткого замыкания обычно мала (в пределах нескольких секунд), поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев проводника.

Поскольку ток короткого замыкания значительно превышает ток рабочего режима, нагрев проводника может достигать опасных значений, приводя к плавлению и обугливанию изоляции, к деформации и плавлению токоведущих частей и т.п.

Критерием термической стойкости проводника является допустимая температура его нагрева токами короткого замыкания. Поэтому проводник следует считать термически стойким, если его температура в процессе короткого замыкания не превышает допустимых величин. [12]

Допустимая температура нагрева алюминия $\vartheta_{\text{к.доп}} = 200^\circ\text{C}$.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определится из выражения

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{от}} + T_a), \quad (5.8)$$

где $I_{\text{по}}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания,

$t_{\text{от}}$ - время отключения

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока.

$$W_k = 3,63^2 \cdot (2 + 0,013) = 26,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Минимальное сечение проводника, отвечающее требованию его термической стойкости при коротком замыкании, т.е. такое сечение, которое при заданном токе короткого замыкания обуславливает нагрев проводника до кратковременно допустимой температуры, при приближенных расчетах можно определить по формуле

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (5.9)$$

где C – функция, значения которой указана в .

Очевидно, что проводник сечением q будет термически стойким, если выполняется условие $q \geq q_{\min}$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{26,5 \cdot 10^6}}{91} = 56,6 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного сечения.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому не требуют проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

На электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяются гибкие шины распределительного устройства при $I_k^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$. При расчетах тока короткого замыкания $I_k^{(3)} = 3,63 \text{ кА}$, что меньше 20 кА следовательно на электродинамическое действие тока короткого замыкания гибкие шины распределительного устройства не проверяются.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. правильный выбор проводников должен обеспечивать уменьшение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см,

$$E_0 = 30,3m(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}), \quad (5.10)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$); r_0 -- радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{эк}}}, \quad (5.11)$$

где U – линейное напряжение, кВ; D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1,26D, \quad (5.12)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величин определенных по (5.10) и (5.11). Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны можно записать в виде

$$1,07E \leq 0,9E_0. \quad (5.13)$$

Начальная критическая напряженность

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,1}}) = 30,9 \text{ кВ/см}.$$

напряженность вокруг провода

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,1 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{1,1}} = 15,7 \text{ кВ/см}.$$

Условие проверки по (5.13)

$$1,07 \cdot 15,7 = 16,8 < 0,9 \cdot 30,9 = 27,8$$

Таким образом провод АС 70/11 по условиям короны проходит.

Проверка ошиновки на схлестывание не производится, так как $I_{по}^{(3)} < 20 \text{ кА}$.

Выбор шин 6 кВ от силового трансформатора до комплектных распределительных устройств - 6 кВ аналогично выбору шин 110 кВ.

Сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току $1,4 I_n$ трансформатора.

$$I_n = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 364 \text{ А}$$

Трансформатор может быть нагружен на $1,4 I_n$

$$I_{max} = 364 \cdot 1,4 = 510 \text{ А}$$

принимаем:

Провод АС 240/39. Наружный диаметр провода – 21,6 мм, $I_{доп} = 610 \text{ А}$;

Проверка шин на термическую стойкость.

Полный импульс квадратичного тока КЗ по (5.8)

$$B_k = 3^2 \cdot (2 + 0,037) = 18,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение проводника по (5.9)

$$q_{min} = \frac{\sqrt{18,3 \cdot 10^6}}{91} = 47 \text{ мм}^2,$$

Что меньше выбранного сечения.

Проверка шин на электродинамическую стойкость. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины распределительного устройства при $I_k^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$. При расчетах тока короткого замыкания $I_k^{(3)} = 3 \text{ кА}$, что меньше 20 кА следовательно на электродинамическое действие тока короткого замыкания гибкие шины распределительного устройства не проверяются.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше, следовательно, шины 10 кВ по условию короны не проверяются [4].

5.4 Выбор ошиновки закрытого распределительного устройства 6 кВ

В закрытых распределительных устройствах 6 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого сечения крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой. Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары медь-алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В – зеленый, фаза С – красный цвет.

Выбор производим так же как и для ошиновки открытого распределительного устройства 110-6 кВ.

Сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току $1,4I_n$ трансформатора.

$$I_n = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 364 \text{ А}$$

Трансформатор может быть нагружен на $1,4I_n$

$$I_{max} = 364 \cdot 1,4 = 510 \text{ А}$$

По таблице 3.31 [3] принимаем:

Алюминиевые шины прямоугольного сечения 40·5 $I_{доп} = 540 \text{ А}$.

Проверка шин на термическую стойкость.

Полный импульс квадратичного тока короткого замыкания по (5.8)

$$B_k = 3^2 \cdot (2 + 0,037) = 18,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение проводника по выражению (5.9)

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{18,3 \cdot 10^6}}{91} = 47 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного сечения.

Проверка сборных шин на механическую прочность. Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{W a}, \quad (5.14)$$

где i_y - ударный ток короткого замыкания, А; l – длина пролета между опорными изоляторами, м; W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³; a – расстояние между фазами, м.

Момент сопротивления шины установленной плашмя

$$W = \frac{bh^2}{6}, \quad (5.15)$$

где b – толщина шины, см; h – ширина шины, см.

$$W = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{3000^2 \cdot 1^2}{1,33 \cdot 0,3} = 0,4 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (5.16)$$

где $\sigma_{дон}$ - Допустимое механическое напряжение в материале шин, для алюминиевых шин $\sigma_{дон} = 75$ МПа.

$$0,4 \leq 75.$$

Условие выполняется, шины механически прочны.

Выбор изоляторов. В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям :
по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор; $F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр}; \quad (5.17)$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н,

$$F_{расч} = \int_{\phi} l, \quad (5.18)$$

где \int_{ϕ} - сила действующая на фазу при горизонтальном расположении фаз, Н/м.

$$\int_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^2}{a}, \quad (5.19)$$

Выбираем изоляторы ИО-10-3,75ІУЗ

Проверяем изоляторы на механическую прочность.

$$\int_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{3000^2}{0,3} = 5,19 \text{ Н/м}$$

$$F_{расч} = 5,19 \cdot 1 = 5,19 \text{ Н}$$

$$5,19 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Изолятор проходит по механической прочности.

Проходные изоляторы выбираются:

по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по номинальному току

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}.$$

Для проходных изоляторов расчетная сила, Н,

$$F_{доп} = 0,5 \int_{\phi} l, \quad (5.20)$$

Выбираем проходные изоляторы ИП-10/630 7,5УХЛ2.

Проверяем изоляторы на механическую прочность

$$F_{доп} = 0,5 \cdot 5,19 \cdot 1 = 2,6 \text{ Н}$$

изоляторы проходят [4].

5.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации

$$K_1 = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}, \quad (5.21)$$

где $I_{1ном}$ и $I_{2ном}$ -- номинальные значения первичного и вторичного тока соответственно.

Трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму короткого замыкания.

Трансформаторы тока выбирают:
по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по току

$$I_{норм} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном}$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току уста-

новки, так кА недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq k_{\partial\partial} \sqrt{2} I_{н\partial\partial}, \quad i_y \leq i_{\partial\partial\partial}, \quad (5.22)$$

где i_y - ударный ток короткого замыкания по расчету; $K_{\partial\partial}$ - кратность электродинамической стойкости по каталогу; $I_{н\partial\partial}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока; $i_{\partial\partial\partial}$ - ток электродинамической стойкости.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;
по термической стойкости

$$B_k \leq (k_T I_{н\partial\partial}) t_{тер}; \quad B_k \leq I_{н\partial\partial}^2 t_{тер}, \quad (5.23)$$

где B_k - тепловой импульс по расчету; k_T - кратность термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ - время термической стойкости по каталогу; $I_{тер}$ - ток термической стойкости;
по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2н\partial\partial},$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока; $Z_{2н\partial\partial}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Применяем по [5].

110 кВ – ТФЗМ-110 У1 50-200/5 – Т - трансформатор тока, Ф – в фарфоровой крышке, З - обмотка звеньевоего исполнения, М - с масляным заполнением со следующими характеристиками:

$$U_{н\partial\partial} - 110 \text{ кВ}, \quad I_{н\partial\partial} - 50-200 \text{ А}, \quad I_{2н\partial\partial} - 5 \text{ А}, \quad i_{\partial\partial\partial} - 10-126 \text{ кА}, \\ I_{тер} - 2-26 \text{ кА}, \quad t_{тер} - 3 \text{ с}, \quad S_{2н\partial\partial} - 30 \text{ ВА}.$$

Трансформатор предназначен для наружной установки в открытых распределительных устройствах для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50-60 Гц.

6 кВ – ТОЛ-10-ТЭ – Т-трансформатор тока, по типу конструкции опорный, Л-

с литой изоляцией.

Вводные: ТОЛ-10 ТЭ со следующими характеристиками:

$$U_{ном} - 6 \text{ кВ}, I_{1ном} - 1000 \text{ А}, I_{2ном} - 5 \text{ А}, i_{дин} - 100 \text{ кА}, \\ I_{тер} - 22,5 \text{ кА}, t_{тер} - 3 \text{ с}, S_{2ном} - 10 \text{ ВА}.$$

Секционные: ТОЛ-10 ТЭ со следующими характеристиками:

$$U_{ном} - 6 \text{ кВ}, I_{1ном} - 600 \text{ А}, I_{2ном} - 5 \text{ А}, i_{дин} - 100 \text{ кА}, \\ I_{тер} - 20 \text{ кА}, t_{тер} - 3 \text{ с}, S_{2ном} - 10 \text{ ВА}.$$

Отходящие: ТОЛ-10 ТЭ со следующими характеристиками:

$$U_{ном} - 6 \text{ кВ}, I_{1ном} - 300 \text{ А}, I_{2ном} - 5 \text{ А}, i_{дин} - 100 \text{ кА}, \\ I_{тер} - 16 \text{ кА}, t_{тер} - 3 \text{ с}, S_{2ном} - 10 \text{ ВА}.$$

Трансформатор предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50-60 Гц.

Производим проверку. Результаты сносим в таблицу 13.

Таблица 15 – Трансформаторы тока

Расчетная величина	Каталожные данные
1	2
Трансформаторы тока 110 кВ	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 50 \text{ А}$	$I_{мах} = 50-200 \text{ А}$
$i_y = 7,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 10-126 \text{ кА}$
$B_k = 26,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = (26 \cdot 0,2)^2 \cdot 3 = 81,12 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Трансформаторы тока 6 кВ	
Вводные	
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{мах} = 509 \text{ А}$	$I_{мах} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 7,6 \text{ кА}$	Не проверяются
$B_k = 18,3 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = (22,5 \cdot 1)^2 \cdot 3 = 1518 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Секционные	
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 509 \text{ А}$	$I_{max} = 600 \text{ А}$
$i_y = 7,6 \text{ кА}$	Не проверяются
$B_k = 18,3 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = (20 \cdot 1)^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$
Отходящие	
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
$I_{max} = 120 \text{ А}$	$I_{max} = 300 \text{ А}$
$i_y = 7,6 \text{ кА}$	Не проверяются
$B_k = 18,3 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = (16 \cdot 1)^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Для защиты от перегрузки во вводах силового трансформатора 110 кВ устанавливаем трансформаторы тока ТВТ-110 100/5, для контроля изоляции на отходящих КЛ 6 кВ устанавливаем трансформаторы тока ТОЛ-10-ТЭ [4].

5.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор напряжения, в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток потребляемый ими, невелик.

Номинальный коэффициент трансформации определяется следующим выражением:

$$K_U = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}, \quad (5.24)$$

где $U_{1ном}, U_{2ном}$ – номинальные первичные и вторичные напряжение соответственно.

Трансформаторы напряжения выбираются:
по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по конструкции и схеме соединения обмоток;

по классу точности;
по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

Принимаем к установке:

110 кВ – НКФ 110-83 ХЛ1 110÷√3 / 0,1÷√3 / 0,1 кВ Н-трансформатор напряжения, К- каскадный, Ф-в фарфоровой крышке со следующими характеристиками:

$$U_{1ном} - 110 \div \sqrt{3} \text{ кВ}, U_{2ном} - 0,1 \div \sqrt{3} \text{ кВ}, U_{2доп} - 0,1 \text{ кВ},$$

класс точности – 0,5,

$$S_{ном} - 400 \text{ ВА}, S_{max} - 2000 \text{ ВА}.$$

Трансформаторы напряжения серии НКФ (однофазные, электромагнитные, масляные, трехобмоточные, наружной установки) предназначены для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации в электрических сетях переменного тока частотой 50 или 60 Гц с номинальным напряжением 66-500 кВ.

6 кВ – НАМИТ-10 10/01 кВ – Н - трансформатор напряжения, А – антирезонансный, М – с естественным масляным охлаждением, И – с обмоткой для контроля изоляции сети со следующими характеристиками:

$$U_{1ном} - 10-11 \text{ кВ}, U_{2ном} - 100 \text{ В}, U_{2доп} - 100/3 \text{ В}, \text{ класс точности} - 0,5,$$

$$S_{ном} - 120 \text{ ВА}, S_{max} - 300 \text{ ВА}.$$

5.7 Выбор ячеек управления и вспомогательного оборудования

Принимаем к установке общеподстанционный пункт управления общеподстанционный пункт управления -8 совмещенный с комнатой связи со следующим заполнением:

Таблица 16 – Общеподстанционные пункты управления - 8

№ шкафа	Назначение шкафа	Кол-во
1	2	3
1,3	Шкаф автоматического регулирования напряжения Т1, Т2.	2
2	Шкаф центральной сигнализации	1
4	Шкаф питания цепей оперативного тока	1
5,8	Шкаф защиты трансформатора Т1, Т2	2
6,7	Шкаф блоков питания защит	2

9	Шкаф распределения 1ТСН	1
10	Шкаф ввода СН	1
11	Шкаф распределения 2ТСН	1
12	Шкаф трансформаторов напряжения 110 кВ	1
13	Шкаф учета	1
14	Клеммный шкаф	1
15	УПНС №1,2 Блок питания $U_{вх}=100$ В	2
16	УКП Устройство комплексного питания	2
17	БПН Блок питания по напряжению	2
18	БПТ Блок питания по току	2

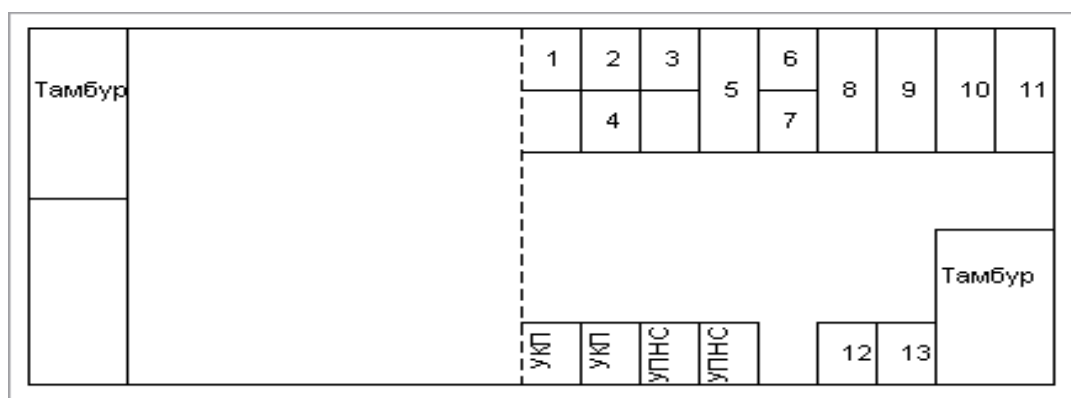


Рисунок 12 – План расположения оборудования в общеподстанционный пункт управления - 8

Общеподстанционный пункт управления - 8 на рисунке 12 представляет собой утепленное металлическое здание, предназначенное для размещения подстанционной аппаратуры вспомогательных цепей релейной защиты, автоматики и управления, аппаратуры высокочастотной связи и телемеханики на комплектных подстанциях.

Выбираем защиту от волн, набегающих с линии электропередачи. Трансформатор ТМН – 6,3/110/10 имеет два уровня изоляции:

а) основной уровень изоляции, скоординированный с ограничителем перенапряжения типа ОПН – 110 / 150;

б) повышенный скоординированный с ограничителем перенапряжения.

Для уменьшения токов короткого замыкания нейтрали трансформаторов могут быть временно или постоянно разземлены, в нейтраль трансформатора включаем два ограничителя перенапряжений нелинейных типа ОПН -110/150.

6 Релейная защита силовых трансформаторов

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ предусматривают релейную защиту от следующих видов повреждений или нормальных режимов работы:

- Многофазных замыканий в обмотках и на их выводах;
- Внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и пожара стали и магнито провода);
- Однофазных замыканий на землю, внешних коротких замыканий, перегрузки, а также понижения уровня масла.

При выполнении защит трансформатора учитывают особенности его нормальной работы; броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газов) и понижением уровня масла на трансформаторах мощностью 25000 кВА и выше не имеющих дифференциальной защиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени одну секунду и более, применяют газовую защиту с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях.

Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от пожара стали магнитопроводов, возникающая при нарушении изоляции между листами стали [2].

6.1 Расчет релейной защиты трансформатора

1 определяем номинальный ток трансформатора, соответствующий его номинальной мощности:

$$I_{ном.т} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 1,4; \quad (6.1)$$

где S – номинальная мощность трансформаторов, кВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

$$I_{ном.т} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} \cdot 1,4 = 70,36 А;$$

2 Определяем минимальное значение тока срабатывания защиты из условия отстройки от броска намагничивающего тока:

$$I_{с.з. min} = k \cdot I_{ном.т}; \quad (6.2)$$

где $k=1,5$ – коэффициент отстройки.

$$I_{c.з.min} = 1,5 \cdot 70,36 = 105,5A;$$

3 Многофазное короткого замыкания в обмотках трансформатора и на его выводах

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{c.p.} = k_n \cdot \frac{I_{ном.т}}{K_{т.т}}; \quad (6.3)$$

где K_n – коэффициент надежности равный 3 – 4;

$K_{т.т}$ – коэффициент трансформации тока.

$$K_{т.т} = \frac{I_{ном.т}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}};$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора тока в первичной обмотке равный 80 А [12];

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора тока.

$$K_{т.т} = \frac{70,36}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0,42$$
$$I_{c.p.} = 3 \cdot \frac{70,36}{0,42} = 50,25 A;$$

4 Ток срабатывания дифференциальной защиты с токовым реле типа РНТ, отстраивают от тока переодической составляющей.

$$I_{c.p.} = k_n \cdot \frac{I_{ном.т}}{K_{т.т}}; \quad (6.4)$$

где $K_n=1,4 - 2$.

$$I_{c.p.} = 1,4 \cdot \frac{70,36}{0,42} = 234,5A;$$

5 Ток срабатывания максимальной токовой защиты со стороны питания, отстраивают от броска намагничивающегося тока при включении трансформатора под напряжение

$$I_{c.p.} = k_n \cdot \frac{I_{ном.т}}{K_{т.т}};$$

где $k_H = 3,5$.

$$I_{c.p.} = 3,5 \cdot \frac{70,36}{0,42} = 586,3 A;$$

6.2 Внешние короткие замыкания

1 Максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения, отстраивают от номинального тока трансформатора

$$I_{c.p.} = \frac{K_H \cdot I_{н.м.т.}}{K_{воз} \cdot K_{т.т.}}; \quad (6.5)$$

где $K_{воз}$ – коэффициент возврата равный $0,8 - 0,9$;
 $K_H = 1,1 - 1,2$.

$$I_{c.p.} = \frac{1,1 \cdot 70,36}{0,8 \cdot 0,42} = 230,31 A;$$

2 Фильтровая защита обратной последовательности, отстраивают от токов небаланса, токов, возникающих по чувствительности с защитами других элементов [20]

$$I_{c.p.} = (0,5 - 0,8) \cdot \frac{I_{н.м.т.}}{K_{т.т.}}; \quad (6.6)$$
$$I_{c.p.} = 0,5 \cdot \frac{70,36}{0,42} = 83,76 A;$$

6.3 Перегрузка

Максимальная токовая защита с одним реле в одной фазе, защита согласуется из условий возврата токового реле при номинальном токе трансформатора.

$$I_{c.p.} = \frac{K_H}{K_{воз}} \cdot I_{н.м.т.}; \quad (6.7)$$

где $K_{воз}$ – коэффициент возврата равный $(0,8 - 0,9)$;
 K_H – коэффициент надежности равный $(1,1 - 1,2)$.

$$I_{c.p.} = \frac{1,1}{0,8} \cdot 70,36 = 96,74 A;$$

6.4 Расчет дифференциальной защиты трансформатора на основе терминала «Сириус-Т»

Таблица 17 – Исходные данные трансформатора типа ТРДН–25000/110/6

Параметр	Значение
1	2
Номинальная мощность трансформатора S_{ном} кВ·А	25000
ВН трансформатора U_{вн} кВ	115
НН трансформатора U_{нн} кВ	6,6
Доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора	менее 50%
Первичный ток трансформаторов тока на стороне ВН I_{1 та1ном} А	150
Вторичный ток трансформаторов тока на стороне ВН I_{2 та1ном} А	5
Схемы соединения трансформаторов тока на стороне ВН	звезда
Первичный ток трансформаторов тока на стороне НН I_{1 та2ном} А	2000
Вторичный ток трансформаторов тока на стороне НН I_{2 та2ном} А	5
Схемы соединения трансформаторов тока на стороне НН	звезда
Размах РПН %	16
Минимальное используемое напряжение ВН кВ	
Максимальное используемое напряжение ВН кВ	
Максимальный внешний ток КЗ, приведенный к стороне ВН I_{кз.вн.макс} кА	1,022

Таблица 18 – Общие уставки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Численное значение для стороны	
1	2	3	4
		ВН	НН

Окончание таблицы 18

Первичный номинальный ток трансформатора, А	$I_{НОМ\ ПЕРВ.} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ, СР}}$	80,33	1399,64
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	K_I $(I_{ПЕРВ.ТТ} / I_{ВТОР.ТТ})$	150/5	2000/5
Схема соединения трансформаторов тока	Y (звезда)	звезда	звезда
Коэффициент схемы	I (звезда, неполная звезда)	1	1
Расчетные вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{НОМ. ВТОР.} = \frac{I_{НОМ\ ПЕРВ.}}{K_I} \cdot k_{СХ}$	2,68	3,50
Принятые значения, А	«Iбаз. ВН», «Iбаз. НН» Диапазон уставок: (0,15—30,00) А	2,7	3,5
Размах РПН, %	16,0		
Группа ТТ ВН и Группа ТТ НН подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в паспорте на устройство "Сириус-Т".			

Таблица 19 – Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
1	2	3	4
Уставка срабатывания по условию отстройки от броска тока намагничивания I_{диф}/I_{ном}	о.е.	Рекомендация по [27]	4
Коэффициент небаланса Кнб1 , принимаемый	о.е.	Рекомендация по [27] для ТТ: 5А – 0,7 1А - 1	0,7

Уставка срабатывания по условию отстройки от тока небаланса Идиф/Inom , расчетная по [27]	о.е.	$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}=1,2 \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}/I_{\text{ном перв.}}$	10,69
Уставка срабатывания Идиф/Inom , принимаемая	о.е.	«Идиф/Inom» диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{\text{ном}}$	11

Таблица 20 – Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
1	2	3	4
Базовая уставка Id1/Inom	о.е.	Рекомендация по [27] в диапазоне 0,3-0,5	0,3
Третья составляющая тока небаланса dfдобав	-	Рекомендация по [27] в 0,04	0,04
Коэффициент, учитывающий переходный режим Kпер	-	2 – двигательной нагрузки менее 50%	2
Дифференциальный ток от сквозного тока КЗ Идиф	А	$I_{\text{диф}} = (K_{\text{пер}} K_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}} K_{\text{одн}} = 1$ по [1], $\varepsilon = 0.1$ по [27]	$0,52 \cdot I_{\text{скв}}$
Коэффициент снижения тормозного тока Kсн.т	-	$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} K_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}})$	0,8

Окончание таблицы 20

Коэффициент торможения К_{торм}	-	$K_{\text{ТОРМ}} = 100 I_{\text{ДИФ}} /$ $I_{\text{ТОРМ}} = 100 \cdot K_{\text{отс}}$ $(K_{\text{пер}} K_{\text{одн}} \varepsilon +$ $\Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) /$ $K_{\text{сн.т}} K_{\text{отс}} = 1,3 \text{ по}$ $[27]$	65,00
Первая точка излома тормозной характеристики I_{т1}/I_{ном}	о.е.	$I_{\text{т1}}/I_{\text{ном}} =$ $= (I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}) \cdot 100 /$ $K_{\text{ТОРМ}}$	0,46
Вторая точка излома тормозной характеристики I_{т2}/I_{ном}	о.е.	Рекомендация по [27] в диапазоне 1,5-2	2
Условие расположения точек излома I_{т2}/I_{ном} > I_{т1}/I_{ном}	-	Проверка условия	1
Уставка блокировки от второй гармоники I_{дг1}/I_{дг2} , рекомендуется на уровне 12-15%	о.е.	Рекомендация по [27] в диапазоне 0,12-0,15	0,15

Таблица 21 – Сигнализация небаланса в плечах защиты (ДЗТ-3)

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
1	2	3	4
Рекомендуемая уставка I_д/I_{ном}	-	Рекомендация по [27]: 0,1	0,1
Принимаемая уставка I_д/I_{ном}	-	Рекомендация по [27]: 0,1	0,1

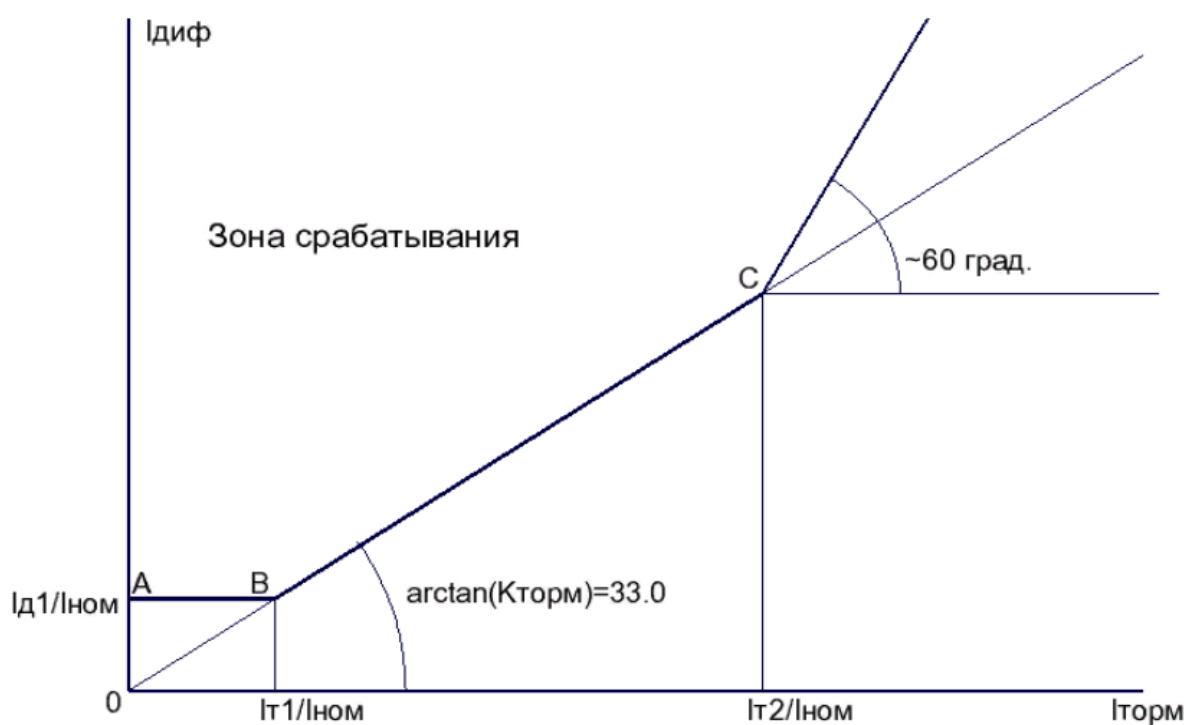


Рисунок 13 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Таблица 22 – Сигнализация перегрузки трансформатора

Параметр	Ед. изм.	Метод определения	Значение
1	2	3	4
Уставка сигнализации перегрузки на стороне ВН	А	$I_{ВН} = 1,05 \cdot K_{отс} \cdot I_{НОМ.ВТОР} \cdot \frac{.ВН}{K}$ <p>В Рекомендация [27]: $K_{отс} = 1,05$ $K_{В} = 0,95$</p>	3,13
Уставка сигнализации перегрузки на стороне НН	А	$I_{НН} = 1,05 \cdot K_{отс} \cdot I_{НОМ.ВТОР} \cdot \frac{.НН}{K_{В}}$	4,06

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе были поставлены и выполнены все цели и задачи. Выполнена реконструкция подстанции для электроснабжения рассматриваемого района: выбраны типы и мощность силовых трансформаторов, типы подстанций, выбрано основное высоковольтное оборудование (разъединители, ограничители перенапряжения, выключатели, трансформаторы тока и напряжения) подстанции 110/6.

В выпускной квалификационной работе проведена реконструкция подстанции «Северная». При этом проведены следующие расчеты: расчет электрических нагрузок; выбор мощности и типа трансформаторов; расчет токов короткого замыкания; выбор высоковольтного оборудования; предложены мероприятия по снижению потерь электроэнергии, и ее рациональному использованию; расчет затрат на реконструкцию.

В ходе реконструкции предложено повысить мощность трансформаторов, поставить элегазовые выключатели вместо отделителей и короткозамыкателей, в результате чего повысится надежность электроснабжения потребителей, возрастет срок службы трансформаторов и электрической аппаратуры.

Сделан экономический расчет сети. Учтена стоимость всего оборудования 6 кВ, а также издержки на эксплуатацию данного оборудования. Рассчитана и оценена экономическая эффективность капиталовложений.

Все работы на подстанции должны быть выработаны с правилами по охране труда при работе с оборудованием.

Произвели расчеты по релейной защите. Проверка оборудования по токам короткого замыкания показала правильность выбора аппаратов защиты. В результате проектирования разработана схема подстанции, соответствующая всем современным требованиям.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Минэнерго РФ Правила устройства электроустановок [Текст] / Минэнерго РФ – 8 издание, переработанное и дополненное. Красноярск, 2017 – 656 с.
2. Алиев, И.И. Электротехнический справочник / И.И. Алиев. - 5-е изд., испр. - М.: ИП РадиоСофт, 2010. – 384 с.
3. Гапелин, А.М. Справочник сельского электрика — 3 издание, переработанное и дополненное / А.М. Гапелин, С.И. Коструба. – М.: Стройиздат, 2008. – 304 с.
4. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 110-1150 кВ [Текст] том 3/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2008 -677с.
5. Дипломное проектирование по специальности 140211.65 «Электро-снабжение»: учеб. пособие / Л. Л. Латушкина, А. Д. Макаревич, А. С. Торопов, А. Н. Туликов ; Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан : Ред.-изд. сектор ХТИ – филиала СФУ, 2012. – 232 с.
6. Правила устройства электроустановок. - 7-е издание. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2013. – 701 с.
7. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 – Москва 2011 г.
8. Конерев, Ф.М. Охрана труда / Ф. М. Конерев. – М.: Агропромиздат, 2008 – 351 с.
9. Издательство НЦ ЭНАС. Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте. [Текст] – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2011-116 с.
10. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2008. – 720 с
11. Киреева, Э.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий / Э.А. Киреева. – М. 2015.
12. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е. А. Конюхова. – М.: Издательство «Мастерство», 2011.
13. Мукаев, А. И. Управление энергосбережением и повышение энергетической эффективности в организациях и учреждениях бюджетной сферы : Практическое пособие / А.И. Мукаев – Фаменское: ИПК ТЭК, 2011.
14. Выключатель вакуумный типа ВВТЭ-М-10. Паспорт ИБКЖ. 674143.001 ПС.
15. Никитин, Д.П.Окружающая среда и человек [Текст]/ Никитин Д.П., Новиков Ю.В. - М.: Высшая школа, 2011.
16. Филатов И.В., Гурнина Е.В.: Электроснабжение осветительных установок: учебное пособие/ Издательство московского государственного открытого университета. – М. 2009.
17. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

РД 153 – 34.0 – 03.301 – 00 (ВППБ 01 – 02 - 95*). 3-е издание с изменениями и дополнениями - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 128с.

18. Трудовой кодекс Российской Федерации.- М.: Дело, 2012. – 192с.

19. Шеховцов, В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2010. – 214 с.

20. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. - М.: Колос, 2009.- 536 с.

21. Банников, А.Г. Охрана природы [Текст]/ Банников А.Г., Рустанов А.К. и др. - М.: Агропромиздат, 2009.

22. Годовые отчеты за 2014-2015 годы МЭС АО " Хакасэнерго";

23. Министерство энергетики. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Текст]. Министерство энергетики Р.Ф. - М.: ЗАО «Энергосервис», 2013 – 368 с.

24. Стройиздат. Сборник правил пожарной безопасности [Текст] / М.: Стройиздат, 2009.

25. Филатов, Л.С. Безопасность труда в сельскохозяйственном производстве [Текст] / Филатов Л.С. -М.: Росагропромиздат, 2013. -304 с

26. Энергоатомиздат. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. [Текст] 4-е издательство, переработанное и дополненное - М.: Энергоатомиздат, 2015-424 с.

27. Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ». – М.: ЗАО «Радиус Автоматика», 2010. - 384 с

28. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения. – 2008 [Электронный ресурс]. Доступ для зарегистрированных пользователей. Дата обновления: 07.06.2018. – URL: <http://www.online-electric.ru> (дата обращения: 07.06.2018).